

SYSTEMEFFIZIENZ DER REGENERATIVEN ENERGIEVERSORGUNG

Günther BRAUNER¹

Potenzialanalyse der regenerativen Energieversorgung in Österreich, Deutschland und EU-28

Die fossil orientierte Elektrizitätsversorgung war erzeugungsorientiert und die Erzeugungskapazitäten wurden entsprechend der Laststeigerung geplant und gebaut. Die zukünftige regenerative orientierte Energieversorgung ist von den wirtschaftlich und ökologisch realisierbaren Potenzialen abhängig. Der Bedarf muss daher an die realisierbaren Potenziale angepasst werden. In einer Metaanalyse wurden neuere Studien der regenerativen Potenziale für Österreich, Deutschland und die EU-28 analysiert. Dabei wurden die theoretischen Potenzialen nach wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien reduziert, die sowohl allgemein leistbar als auch umweltverträglich realisierbar sind. Die Analyse ergibt, dass die realisierbaren Potenziale nur ungefähr dem doppelten heutigen Elektrizitätsbedarf entsprechen oder nur 40 Prozent des heutigen Endenergiebedarfs ausmachen. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich der regenerativen Energieversorgung im Jahr 2016 und 2050.

TWh/a	Österreich		Deutschland		EU-28	
	2016	2050	2016	2050	2016	2050
Wasserkraft	39,3	42	20,6	22	340	500
Windenergie onshore	5,2	20	66,3	400	237	2.000
Windenergie offshore	-	-	12,3	200	47	700
Photovoltaik	0,5	30	38,1	250	102	1.500
Biomasse	2,5	20	50,8	60	169	300
Geothermie	0	0	0,16	20		60
Erneuerbare Elektrizität (EE)	47,5	112	188,2	952	895	5.060
<i>Endelektrizitätsbedarf</i>	68	140	611	1.200	3.070	6.200
% EE von Endelektrizitätsbedarf	70 %	80 %	31 %	79 %	29,2 %	82 %

Tabelle 1 Potenzial der Erneuerbaren Elektrizität bis 2050 [1]

Österreich hat Wasserkraftpotenziale [2], die insbesondere bedingt durch die europäische Wasserrahmenrichtlinie, nur begrenzt ausbaubar sind. In Österreich ist auch im Jahr 2050 die Wasserkraft die dominierende regenerative Erzeugungstechnologie. Für eine überwiegend regenerative Elektrizitätsversorgung muss die Windenergie auf 20 TWh/a ausgebaut werden und die Photovoltaik (PV) 30 TWh/a. Hierfür müssen etwa 90 % der Dachflächen mit gutem Solarpotenzial genutzt werden. Insgesamt kann Österreich damit im Jahr 2050 ein regeneratives Potenzial von 112 TWh/a erschließen, das dann 80 % des zukünftigen durch Effizienzmaßnahmen verminderten Bedarfs darstellt. Die Erzeugungslücke von 20 %, bedingt durch „Dunkelflauten“ muss durch effiziente Gaskraftwerke (GuD) gedeckt werden.

In Deutschland wird bis zum Jahr 2050 die Windenergie *onshore* und *offshore* die dominierende regenerative Erzeugung. Auch hier ist eine Erzeugungslücke von 21 % durch Gaskraftwerke zu schließen. In der EU-28 hat ebenfalls die Windenergie den größten Anteil. Die Potenziale von Wasserkraft und Photovoltaik sind ebenfalls signifikant.

Der Elektrizitätsbedarf in allen drei Regionen lag in den vergangenen Dekaden relativ konstant im Bereich von 20 bis 24 % des Endenergiebedarfs. Dies bedeutet, dass die Sektorenkopplung bisher kaum entwickelt ist. Denn hierbei müsste fossile Energie z.B. für den Individualverkehr durch elektrische Mobilität und Heizöl durch den Einsatz von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen substituiert werden.

¹ Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Gusshausstrasse 25/370-1, 1040 Wien, T.: 0043 1 58801 370101, F.: 0043 1 58801 370199
guenther.brauner@tuwien.ac.at

Zeitreihenanalyse der regenerativen Erzeugungspotenziale und der Last

Im Folgenden soll untersucht werden, welche Deckungsrate bei regenerativer Energieversorgung aus Photovoltaik und Windenergie möglich sind. Dazu wird eine Zeitreihenanalyse der regenerativen Erzeugung durchgeführt. Auch die Netzlast wird entsprechend der Lastprofile für den allgemeinen Endenergiebedarf (VDEW-Lastprofile) und der Elektromobilität [3] einer Zeitreihenanalyse unterzogen. Dabei wird als *worst case* angenommen, dass die Netzlast nicht entsprechend der regenerativen Erzeugungspotenziale zeitlich variabel ist sondern davon unabhängig entsprechend den Lastprofilen ist.

Die PV-Erzeugung wird auf die Spitzenlast (250 W pro 1 MWh/a Elektrizitätsbedarf) normiert. Ein Haushalt mit 4 MWh/a hat demnach eine Spitzenlast von 1 kW. In Abb. 1 zeigt die Zeitreihenanalyse, dass entsprechend der unterschiedlichen Erzeugungs- und Lastprofile bei der Energieversorgung bei 2 kW lokaler PV nur etwa 35 % (blau) genutzt werden können. Höhere Installationsleistungen (rot) führen zu einem Export in die Verteilungsnetze mit geringer Vergütung bzw. unwirtschaftlichem Netzausbau.

Durch Einsatz von dezentralen Batteriespeichern (Abb. 2) lässt sich bei einer Speicherkapazität von 3 Volllaststunden PV (6 kWh) die jährliche Lastdeckung auf 50 % verbessern. Höhere Speicherkapazitäten verbessernd die jährliche Deckungsrate kaum und sind daher unwirtschaftlich.

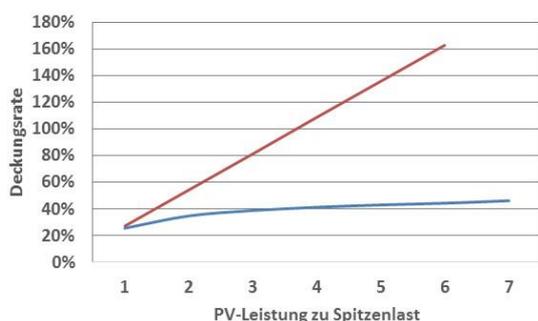


Abb. 1 Nutzbare PV-Erzeugung (blau) und PV-Erzeugung (rot) [1]

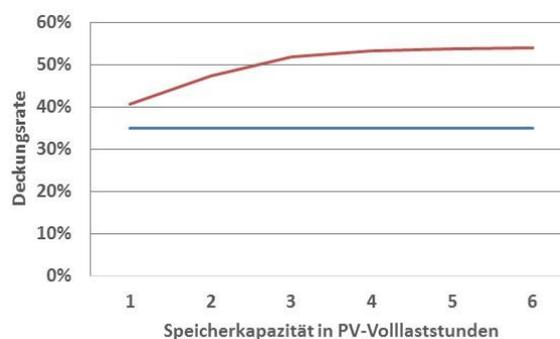


Abb. 2 Deckungsrate bei PV-Erzeugung mit (rot) und ohne (blau) lokalen Speicher [1]

Ursache hierfür ist, dass für eine höhere jährliche Deckungsrate PV-Energie vom Sommer in den Winter verlagert werden müsste. Derartige Langfristspeicher sind aber unwirtschaftlich.

Jahresenergieanteile	Jahresenergie	Jahresenergie	Jahresenergie
Windenergieanteil	75 %	100 %	100 %
PV-Anteil Energie	25 %	0 %	0 %
Erzeugung/Last (Jahresenergie)	130 %	130 %	130 %
Speicher in h der Wind- und PV-Leistung	1 h	1 h	0 h
Jahres-Deckungsrate	81,7 %	69,2	64,4 %

Tabelle 2 Optimaler Erzeugungsmix für eine hohe jährliche Deckungsrate [1]

Tabelle 2 zeigt die möglichen jährlichen Deckungsrate von Haushalten mit Elektromobilität durch Windenergie und Photovoltaik. Der optimale Erzeugungsmix besteht zu 75 % aus Windenergie und zu 25 % aus PV mit einer Übererzeugung von 130 % und mit Speicherung. Hier wird eine hohe Deckungsrate von 81,7 % erreicht. Wenn PV durch Windenergie ersetzt wird (mittlere Spalte) sinkt die Deckungsrate auf 69,2 %. Wenn weiterhin kein lokaler Speicher vorhanden ist auf 64,4 %.

Referenzen

- [1] Brauner, G.: Systemeffizienz bei regenerativer Stromerzeugung. Springer Verlag 2019.
- [2] Pöyry: VEÖ Wasserpotenzialstudie Österreich. Endbericht 2008.
- [3] Leitinger, C.: Netzintegration von solarer elektrischer Mobilität – Auswirkungen auf das elektrische Energiesystem. Dissertation, TU Wien 2011.